

# 系統規制問題の考え方と提案

再エネ等に関する規制等の総点検タスクフォース  
勉強会資料

2020年12月23日

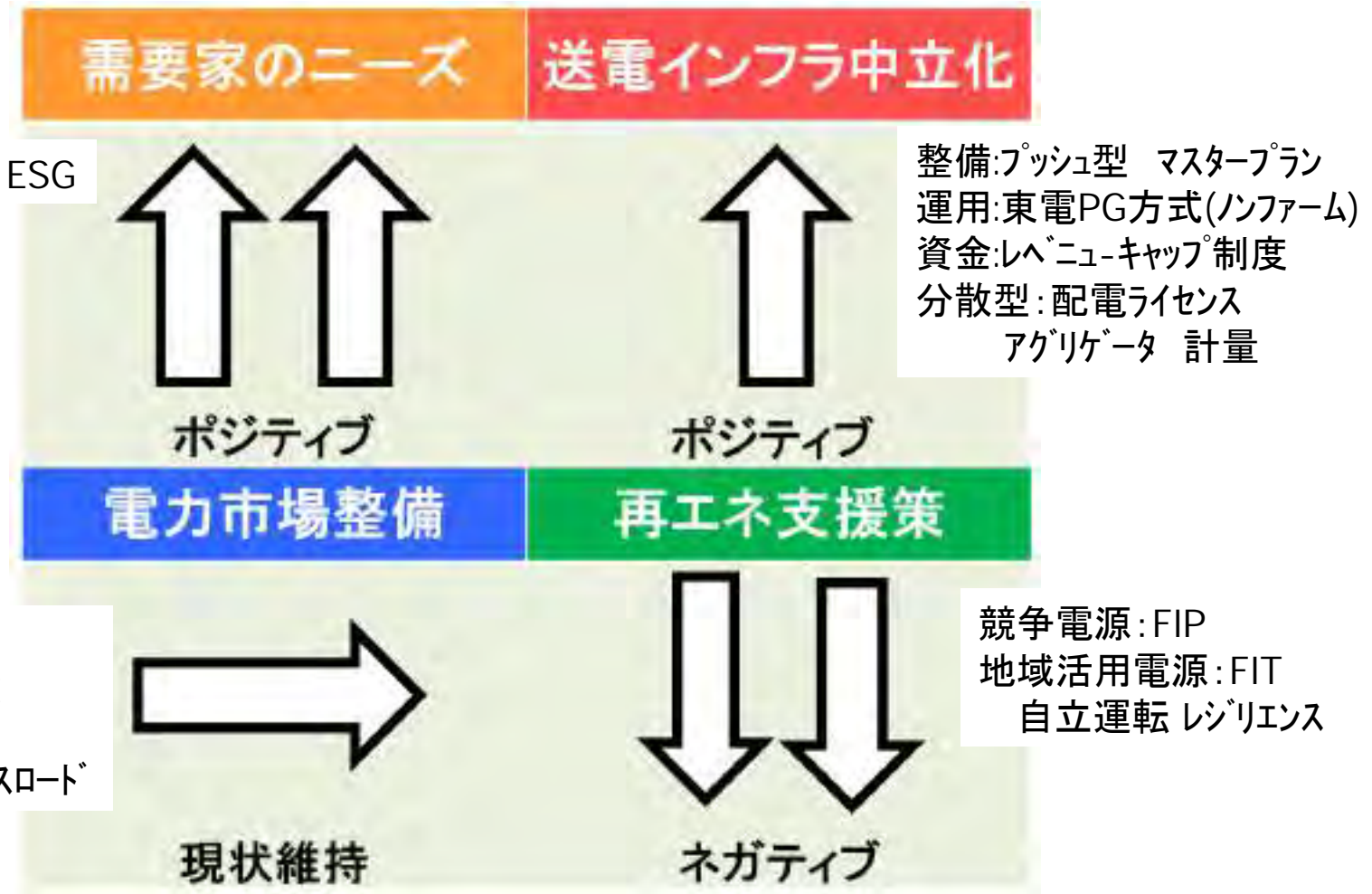
京都大学大学院 経済学研究科特任教授 山家公雄

# 目次

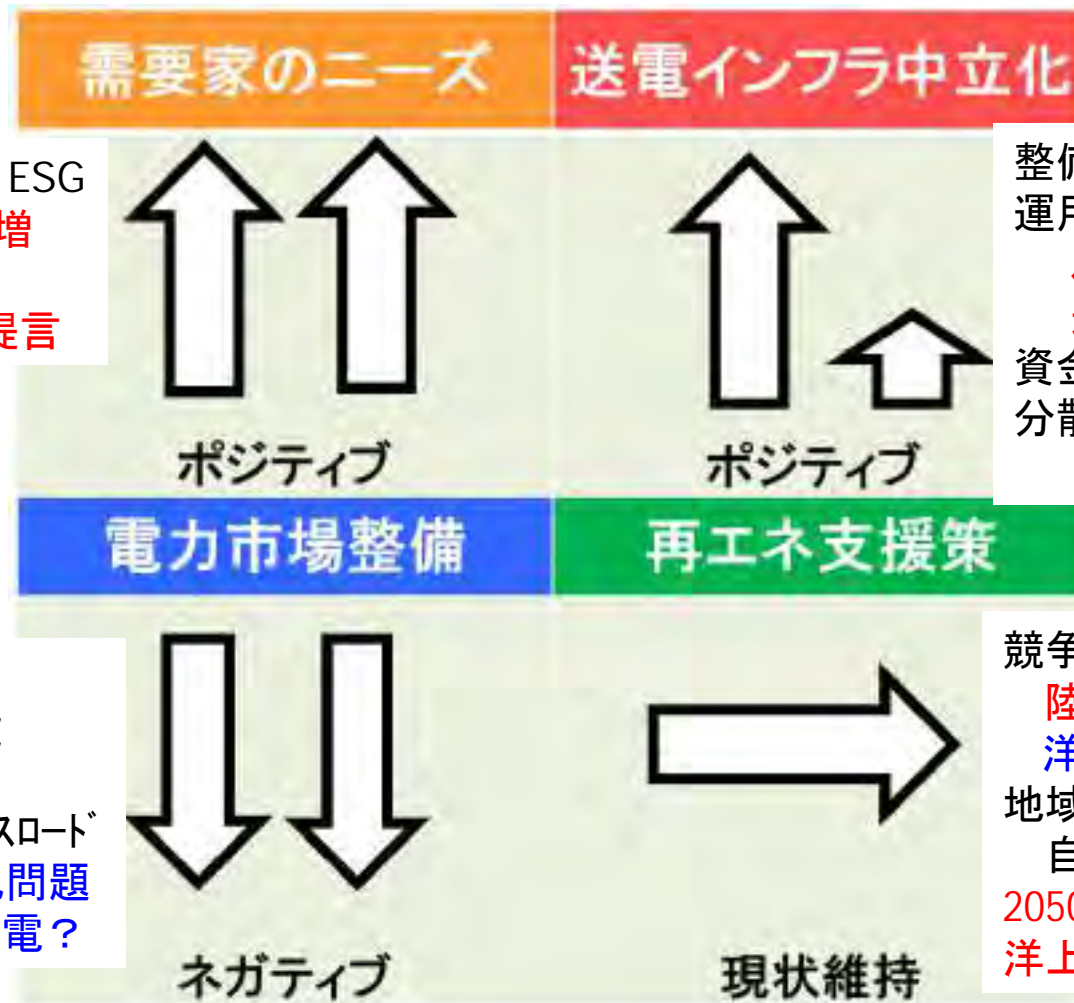
- 序 再エネ短観と系統インフラ中立化
- 1. 概観:EUとの比較
- 2. 周回遅れで細かいルールを即刻解消
- 3. 洋上風力整備にセントラル方式の導入
- 4. マスタープランについて(整備)
- 5. 既存設備の利用(運用・接続)
  - (5-1)実潮流シミュレーション実施
  - (5-2)シミュレーションの開示と損失補償制度の導入
  - (5-3)混雑管理方式:早期のメリットオーダー方式導入
- 6. 再エネ出力抑制上限ルールの導入
- 7. 広域機関の在り方について
- 8. 送電事業者(TSO)の在り方について

# 再エネ短観(2020年2月):2020年改革

-主力電源化に向けた4要素を評価-



# 再エネ短観(2020年12月): 2050年ゼロ宣言 - 主力電源化に向けた4要素を評価 -



SDGs RE100 SBTi ESG  
 日本企業参加急増  
 経団連チャレンジゼロ  
 同友会再エネ40%提言

整備:プッシュ型 マスタープラン  
 運用:東電PG方式(ノンファーム)  
 ノンファーム全国展開  
 先着優先→メリットオーダー?  
 資金:レベニューキャップ制度  
 分散型:配電ライセンス  
 アグリゲータ 計量

スポット市場拡大  
 価値毎に市場創設  
 容量・需給調整・  
 非化石価値・ベースロード  
 容量市場高値入札問題  
 混雑管理TSO再給電?

競争電源:FIP  
 陸上は当面FIT継続  
 洋上FIT29円、セントラル式?  
 地域活用電源:FIT  
 自立運転 レジリエンス  
 2050年実質ゼロカーボン宣言  
 洋上官民協議会設置

# 1. 概観：EU等との比較

○インフラである系統運用・接続・整備は再エネ開発にとり極めて重要な要素

- ・中立、公平、透明、効率性の原則(⇒価格機能)と政策性
- ・再エネ普及の視点では、欧米に大きく見劣り早急なキャッチアップが不可欠(1~2周遅れ)

○再エネ先進国EUとの比較

- ・優先接続、優先給電(メリットオーダー、間接オークション) vs 先着優先
- ・増強費用の一般負担 vs 特定負担
- ・接続線最短提示 vs TSOの判断
- ・整備・増強の透明化 vs 新規参入者、需要家の不参加
- ・系統運用ソフトの充実(欧米) vs 不十分 ---25年遅れ

\*時々刻々実潮流計算を行いディスパッチ、混雑管理  
(前日、1時間、15分、5分)

\*価格シグナルにて送電利用(間接オークション)

# 基本用語

- **先着優先ルール**: 接続契約順に優先利用(ファーム)→平時の混雑なし、定格稼動×最過酷断面、増強費用は新規負担、(混雑管理にも適用)
- **メリットオーダールール**: 市場選別順に利用→平時の混雑容認(ノンファーム型接続)、(実潮流運用)、混雑管理はMOで抑制(再給電)
- **送電線負担ルール**: 電源線(接続線)は特定負担、系統増強は需要要因は一般負担、発電要因はcase-by-case(特定、一般)
- **託送(NW)料金課金**: 現状消費者: kW kWh → 発電課金の議論: kW(kWh)
- **潮流計算**: 静的: 最過酷断面、特定ルート 動的: 実潮流、連系線を含め全体で試算

# ドイツの系統運用 (EEG規定)

優先接続 第5条	<ul style="list-style-type: none"><li>・グリッドの管理者(送電、配電ともに)は、「<b>直ちに、かつ、優先的に</b>」再エネ発電施設をグリッドの電圧及び最短直線距離の観点から<b>最適な点において接続</b>しなければならない。</li><li>・接続義務は、<b>グリッドの最適化、増強、拡張が不可欠の場合にも適用</b>される。</li></ul>
優先送配電 第8条	<ul style="list-style-type: none"><li>・グリッド管理者は、「<b>直ちに、かつ、優先的に</b>」、再エネから<b>利用可能な電力の全て</b>を、購入、送電、配電しなければならない。</li></ul>
優先給電 第11条	<ul style="list-style-type: none"><li>・他の発電施設が接続されている限り、<b>再生エネに優先順位</b>が与えられる。</li></ul>
系統増強義務 第9条	<ul style="list-style-type: none"><li>・グリッドの管理者(間接的に関係する上位系統運営者も含む)には系統増強義務が課されている。<b>系統容量の不足を持って再エネ接続申請を拒否できない</b>。</li></ul>
グリッド管理者の 系統増強コスト負担義務 第14条	<ul style="list-style-type: none"><li>・<b>グリッドの管理者</b>は、グリッドシステムを<b>最適化、増強、拡大するコストを負担</b>しなければならない。</li></ul>







# FERC・Orderとオープンアクセス(米国)

- Order 888(96/4): 送電の公平性担保、送電分離(ISO)  
送電オープンアクセス ⇒ 25年遅れ
- Order 889(96/4): 情報開示  
情報シェアシステムOASIS(Open Access Same-time Information System)への情報提供の義務付け、**実潮流前提**
- Order2000(99/12): 広域送電機関(RTO)
- Order 890(07/2): 送電の公平性 計画  
**関係者全員参加の下で計画策定**
- Order1000(11/7): **広域送電計画**  
州を跨る計画策定義務

## 2. 周回遅れで細かいルールを即時解消

### ○概観

- ・ルール改正のスピードが重要
- ・骨太方針を明示し送電会社(TSO)の自主性を尊重
- ・細かいルール 多数委員会、分厚い委員会資料 頻繁な修正で多大な時間と労力

### ○具体例

- ・増強負担: 一般負担 vs 特定負担

マスプラ基幹線(一般) vs 他基幹線(一般、特定) vs ローカル線(特定)

⇒一般負担へ統一

- ・課金方式: 発電と小売り(消費者)

⇒小売り課金に一本化

- ・接続(ファーム ノンファーム)

\* 空容量ゼロ基幹線(NF) vs 他基幹線(F 一括検討or単独)

vs ローカル(F 一括or単独)

←空容量ゼロの時期で区別 NF移行時期不透明

⇒**全てNF 損失補償95% 長期を見据えた増強**

- ・利用ルール: 先着優先→TSO再給電 vs メリットオーダー(間接オークション)

⇒**MOは決定事項 迅速実施 当面はTSO判断(MO推奨)**

### 3. 洋上風力整備にセントラル方式の導入(透明性、公平性)

- 「再エネ導入の最大化」にはインフラである系統問題の解決は不可欠。利用率(kWh)を勘案すると膨大な再エネ開発(kW)が必要だが、日本は潜在量がある(ドイツの9倍)。
- 特に洋上を主に風力の潜在量が大きいが、北海道、東北、九州に偏在しており、需要地に至る送電線整備が不可欠。洋上風力関連設備の整備は新設となり、躊躇できない。2050年の姿より逆照射して早期に着手すべき。
- 12/15に発表された「洋上風力産業ビジョン」にて「**直流送電について、導入に向けた具体的検討を開始する**」と明記されたが、**迅速整備等から実現を強く期待。**
- 同ビジョンでは「事業者の重複確保が問題となっていた系統確保について、案件形成に必要な系統を政府が仮確保するスキームを導入する」も明記された。
- 欧州の例に倣い系統の「セントラル方式」の導入を強く要望(以下解説)。
- 現状の制度では、開発エリア近くでネットワークと連系しない限り、電源アクセス線とみなされ、アクセス線が長距離化することにより事業者の連系送電線コスト負担が多大となり、結局は事業化を断念せざるを得ないケースが出てくるものと思料。
- この懸念を解決するひとつの方策が、EUでも実施されている、ポテンシャルの中心地に電源集約用のハブを設けて、各洋上風力を連系させるセントラル方式の導入。ハブまではネットワークの一部とみなし、一般負担とし広くコスト回収をする。また、セントラル方式は、副次的な効果として、プロジェクト毎の系統連系負担の差異が最小化され、各事業者間の競争環境がより公平化される(陸上も同様)。
- 公平化の視点では、北東北募プロの重複を含む高コストの接続権利を引き継ぐこととされ、混乱を招いている。募プロと新規事業とを切り離すべき。

# 洋上風力のポテンシャルと目標値 (JWPA)

## 意欲的で明確な中長期導入目標の設定

## 全国洋上風力ポテンシャルマップ

### ○2030年: 洋上風力10GW

- ・中間点として目標を設定
- ・投資判断に最低限必要な市場規模 (1GW程度×10年間)

### ○2040年: 洋上風力30~45GW

- ・産業界が投資回収見通し可能な市場規模 (年間当り2~4GW程度)
- ・世界各国と肩を並べる競争環境を醸成できる市場規模

### ○2050年: 洋上風力90GW

(+陸上40GW=130GW)

- ・政府目標: GHG排出量80%削減に相応しい目標値
- ・2050年推定需要電力量に対して風力より30%以上を供給

(日本風力) 現状 : 導入400万kW 0.6%

2030年目標: 1000万kW 1.7%

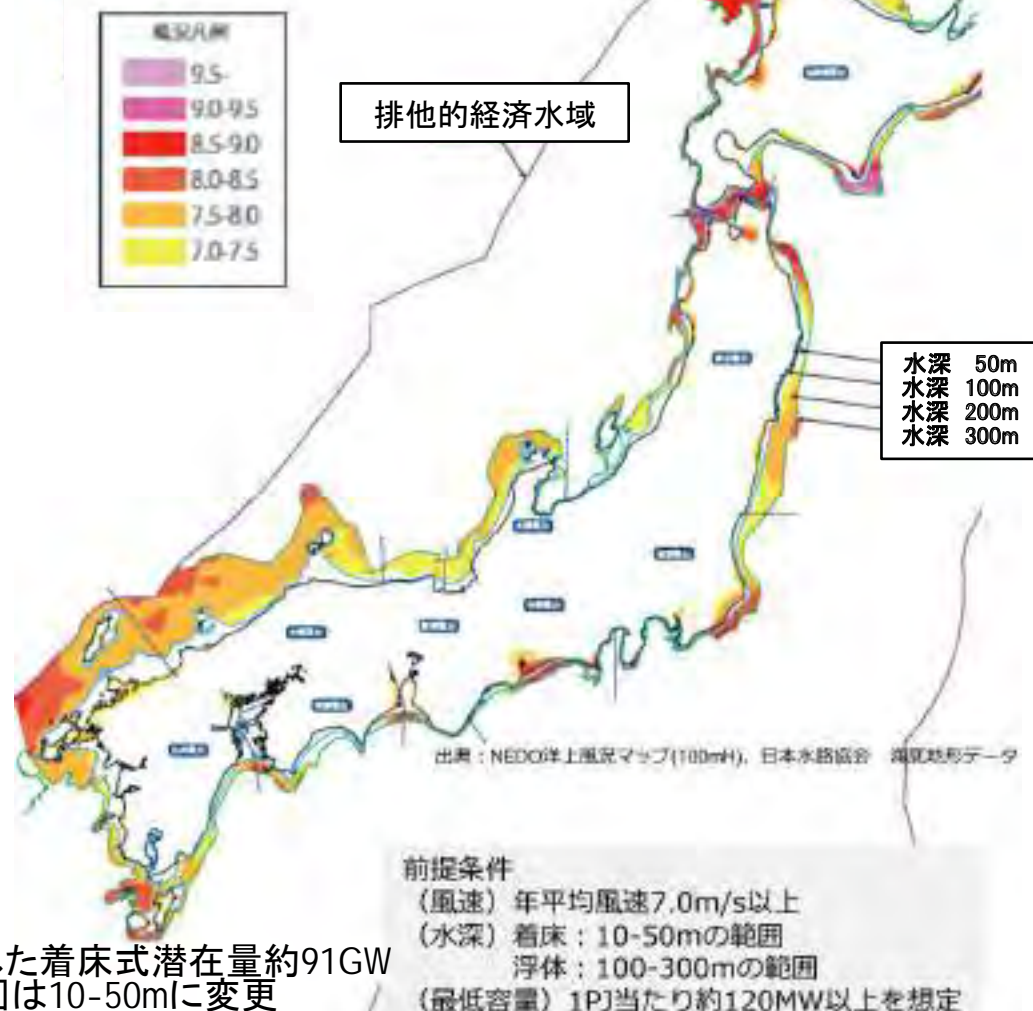
上記目標 : 4%(30年) 10%(40年)

(欧州) 現状 15% 50%(50年 業界)

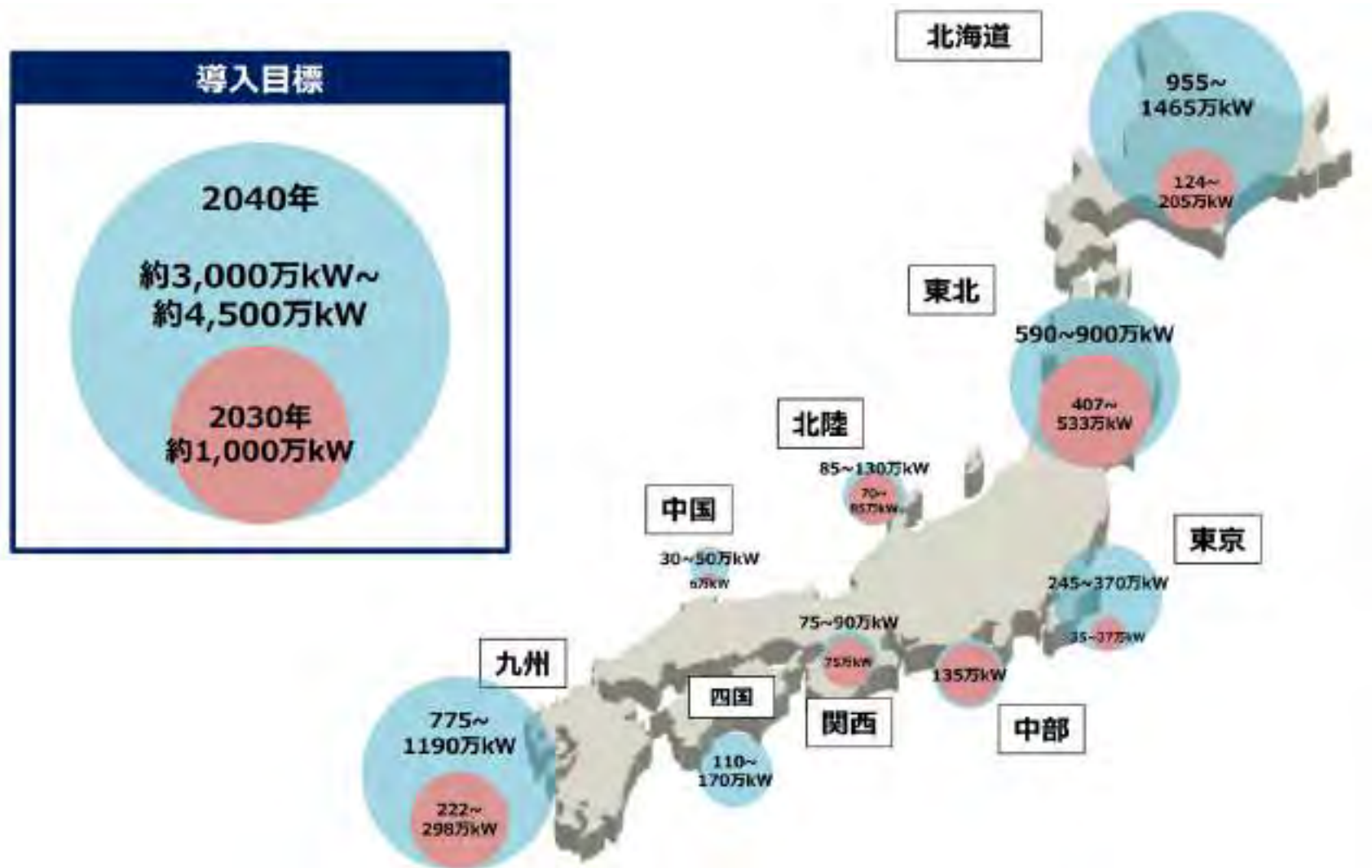
業界洋上目標: 30GW(現) 450GW(30% 50年)

(注) JWPAが2/28/2018に公表した着床式潜在量約91GWは水深10-40mの範囲。今回は10-50mに変更

着床式ポテンシャル: 約128GW  
浮体式ポテンシャル: 約424GW



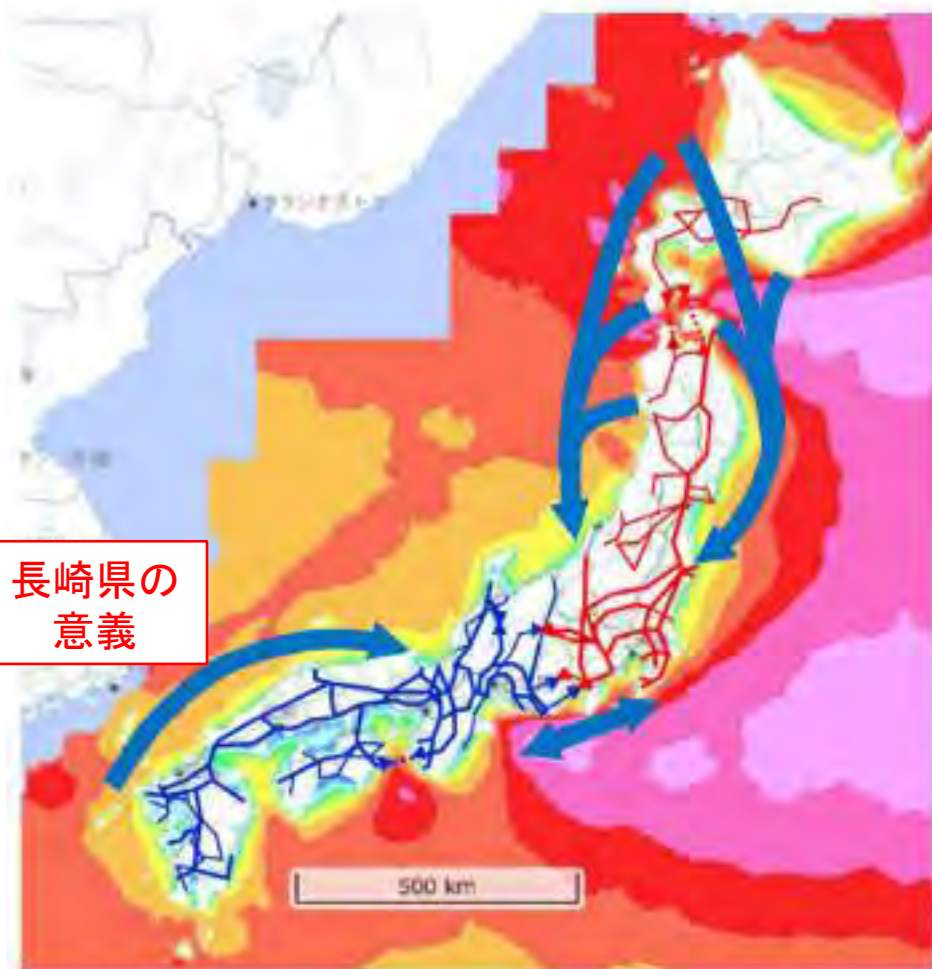
# 洋上風力のエリア別導入イメージ



※2030年については、環境アセス手続中（2020年10月末時点・一部環境アセス手続きが完了した計画を含む）の案件を元に作成。  
 ※2040年については、NEDO「着床式洋上ウインドファーム開発支援事業（洋上風力発電の発電コストに関する検討）報告書」における、LCOE（均等化発電原価）や、専門家によるレビュー、事業者の環境アセス状況等を考慮し、協議会として作成。なお、本マップの作成にあたっては、浮体式のポテンシャルは考慮していない。



# ジャパン・スーパーグリッドのイメージ



長崎県の  
意義

大型電源 = 広域消費

ダム



原子力



洋上風力



- 海底ケーブルによる短納期での整備
- 直流送電でロス少なく長距離に最適
- 全国大で系統の一体運用を可能に

※ NEDO洋上風況マップ ([http://epo10.info.nedo.go.jp/Nedo\\_Visual/index.html](http://epo10.info.nedo.go.jp/Nedo_Visual/index.html)) に主要電力系統 (275kV以上) 重ねて重ねた。

梶山大臣:「また、(本日発言があった)直流送電や港湾についても今後議論が必要」



# ハブ方式導入：責任・費用分担見直し①

## 4. 入札制の在り方についての提言 (1/2)

### <陸上風力及び洋上風力の入札制に共通>

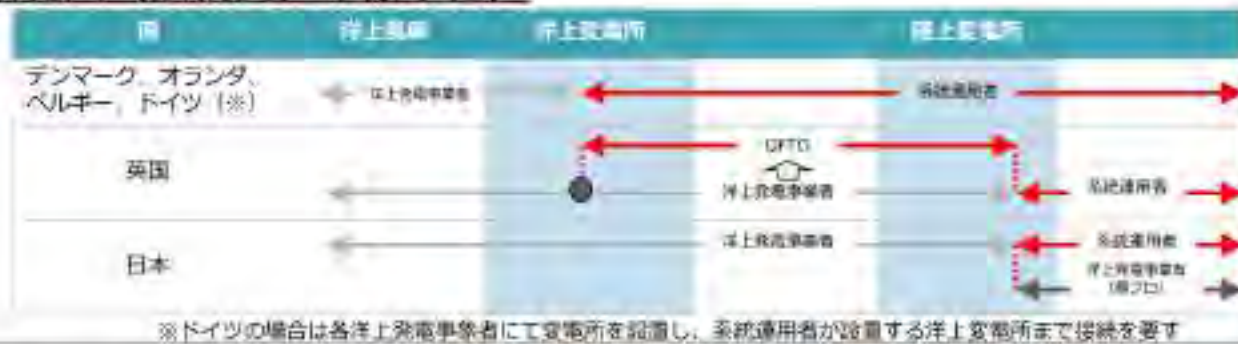
12

#### ■ 計画的な入札枠設定

- 発電事業者及びサプライチェーンを形成する製品メーカー等の事業予見性が確保され、開発・設備投資の誘発による発電コストの低減に繋がる、意欲的な導入目標を設定
- 意欲的な導入目標に沿った年度毎に十分な量の入札枠（陸上1GW/年+洋上1GW/年程度の募集量）の設定、上限価格の明示及び複数年度分の事前公表

#### ■ 入札枠に見合う系統接続の確保、責任・費用の分界点の見直し

- 再エネの導入拡大に向けた効率的・合理的な系統マスタープランの早期策定
- FIT賦課金方式も活用したプッシュ型の系統形成の早期実現
- ノンファーム接続の早期全国展開、欧米と同じ実潮流ベースの系統接続の早期実現
- 発電/送配電の責任・費用の分界点は変電所又は集電所までとする欧州各国の仕組みを導入（供給範囲（接続費）の標準化）



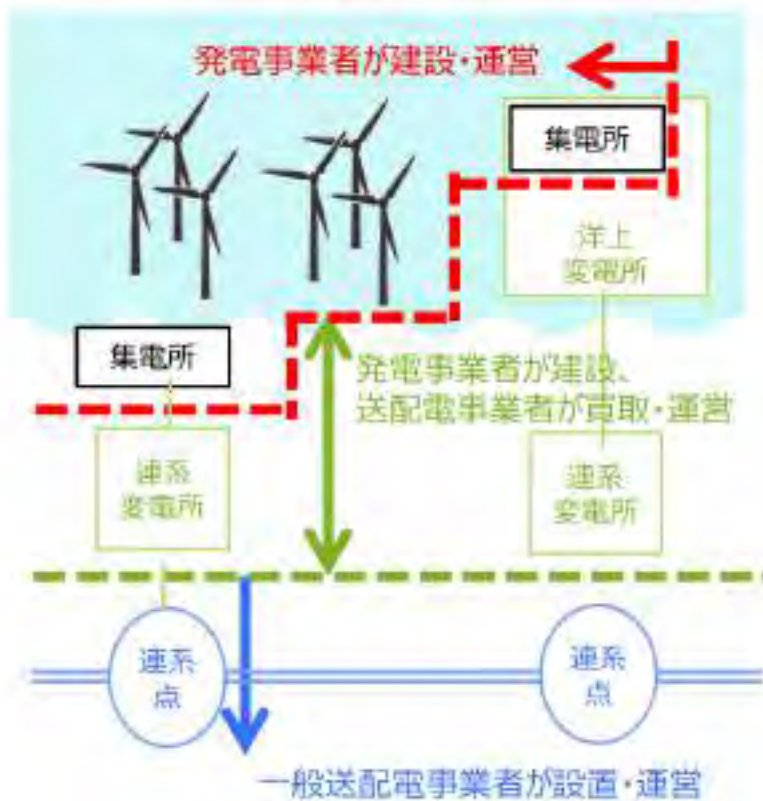
# ハブ方式導入：責任・費用分担見直し②

13

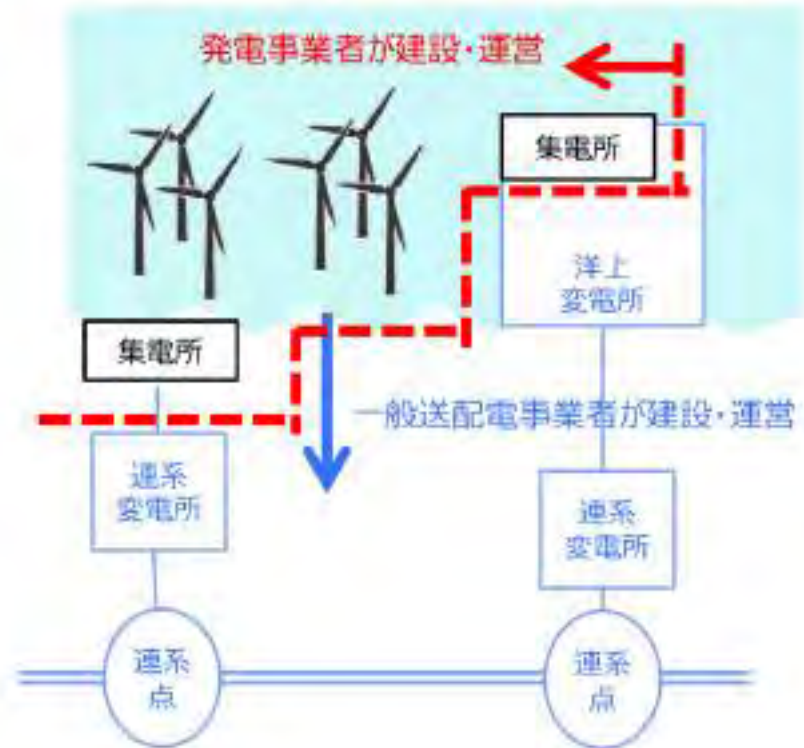
## (参考) 発電/送配電の責任・費用の分界点

洋上風力促進WG・洋上風力促進小委 合同会議 (第3回) 資料2 より抜粋 (一部加筆)

### 英国の場合



### オランダの場合





# 供給範囲(接続費)の標準化

## 4. 入札制の在り方についての提言 (2/2) ＜陸上風力及び洋上風力の入札制に共通＞

14

### ■ 供給範囲(接続費)の標準化

- 現行制度における買取価格は、再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用と、その他の事項を勘案して定めるものとされている。
- 上記費用として、過去の調達価格等算定委員会で想定された費用中の接続費は以下の通りとされていた(※)。
  - **陸上風力**：資本費30万円/kWのうち、接続費は5.2%相当 (**1.6万円/kW**)
  - **洋上風力**：接続費3～7万円/kWの中間値である**5万円/kW**
- 上記より、**入札制を導入する場合**、競争条件の公平性・公正性を確保するため、開発地域により異なる系統接続の制約状況を考慮し、**接続費については想定費用の上限までを発電事業者の費用負担の範囲**としてはどうか。

(※) 出典：長期エネルギー需給見直し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告 参考資料2 各電源の諸元一覧  
(平成27年5月26日 発電コスト検証ワーキンググループ)

### ■ **洋上風力：高精度な観測データ等情報の開示・提供** ※＜参考③＞ご参照

- 洋上風力発電事業においては、現地における高精度な各種データ及び情報を事前に収集・取得することで、事業リスクの低減が見込めると共に事業計画の確度も向上する。
- 公平且つ公正な入札実施のため、**全ての応募希望事業者に対し、国が取得した現地観測データ等の詳細情報(特に風況・海象・海底)を開示・提供すべき。**

## 4. マスタープラン・整備について(公平性)

- 主用流通設備は、マスタープランにて費用便益分析(CBA)で効果を確認の上、実施となり、これは大きな進展。現在議論中であるが、以下の点が重要。
- **基本方針**: 2050年のあるべき姿より逆照射: 現状前提(エネ基、供給計画)縛りからの脱却
- **シナリオ分析**: 再エネ潜在量、立地点、地域や業界の計画等から適切に(総費用抑制)抽出
- **便益**: 広い把握 燃料費、CO2対策費、アデカシー等
- **既存設備利用(ノンファーム式)との関係**: NFは当面の普及策として重要だが限界に留意。 ⇒出力抑制の目安
- **シミュレーションソフト**: 海外で実施されている実潮流、メリットオーダー、設備情報等の具備
- **幅広い関係者との協業**: 送電、既存発電、再エネ事業者、小売り、(消費者)、(地域) ⇒透明性確保、パブリックコメント

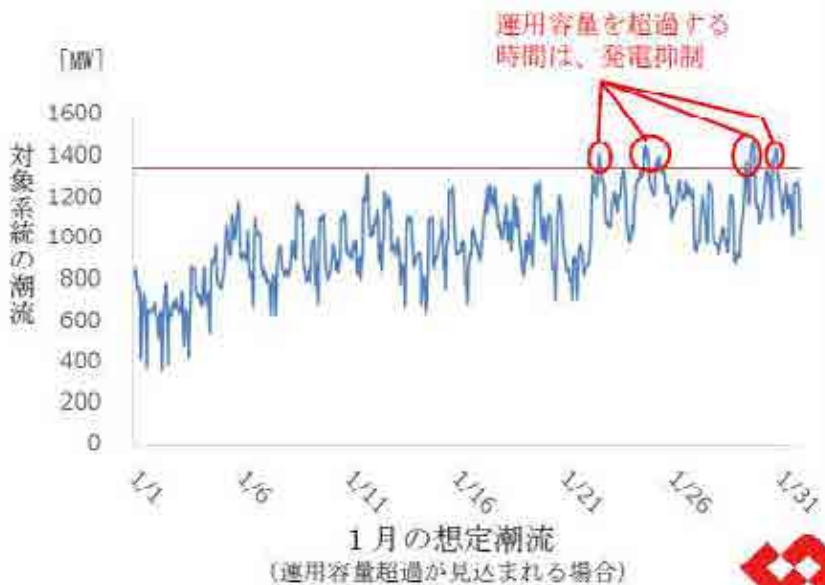
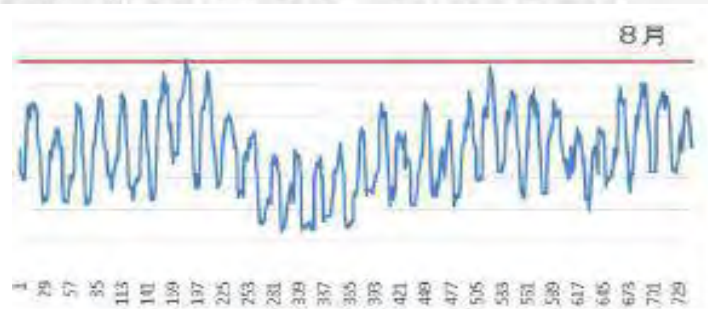
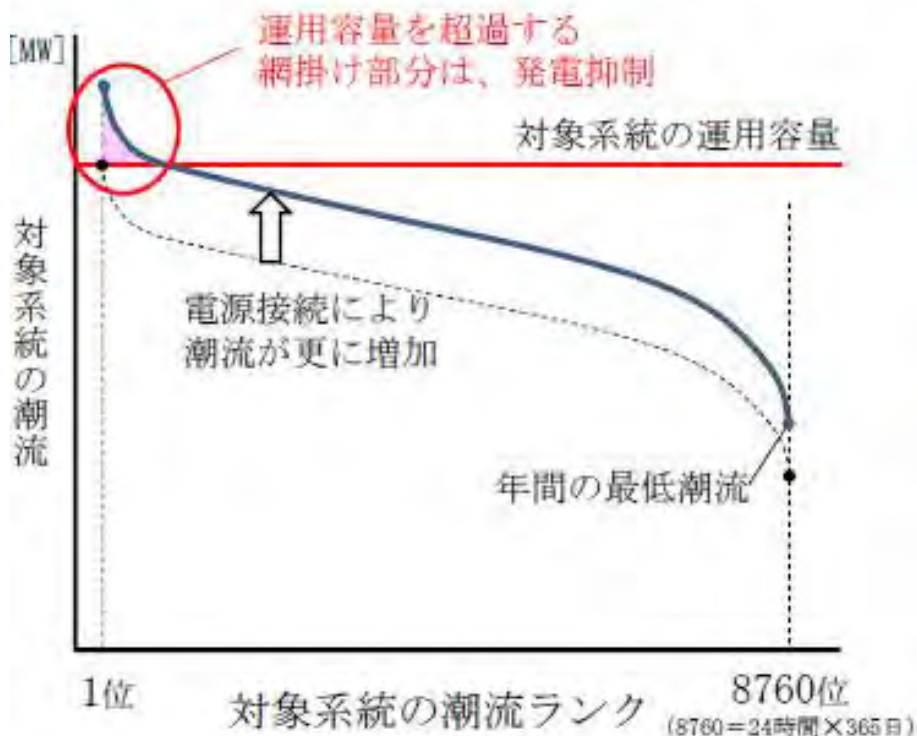
# 5. 既存設備の利用

## (5-1) 実潮流シミュレーション実施

- 既存設備の利用は、東電PGが先導するノンファーム式の全国展開の方針が打ち出され、大きな進展をみている。当面の(系統整備が実現するまでの間)系統対策としてはベストであるが、これによりインフラ整備の軽視・遅延となってはならない。
- ノンファーム式に関しては、①日々時々刻々の実潮流予想により混雑の場所と時期・時間が見え出力抑制を予測できること、②混雑管理はメリットオーダー方式により経済的に実施、となっている。これの確実な実施が極めて重要である。
- ①について、将来の実潮流シミュレーション実施がカギを握る。これにより従来空き容量ゼロとされていたルートも殆どの時間は空いていることが判明し、空き容量問題は大きく前進した。TSOに実潮流試算を義務付ける。
- 千葉方面NF試行では、混雑率は1%程度と示された。同様に北海道を試算しても低水準の結果。なお、北電PGは、12/11の系統WGIにて「100万kW洋上風力導入の場合38%の抑制が必要」との試算を提出。従来型試算、ベースロード、マストラン発電の扱いの違いによると思われる。

# 東電PG方式適用後の想定潮流(試算)

- 平常時の系統が混雑する場合、発電出力抑制を行うことを前提として、系統接続を承諾します。
- 仮に、再エネを500万kW追加したケースの試算例では、抑制時間は年間1%以下と想定されます。(仮定に基づく試算であり抑制時間を保証するものではありません)

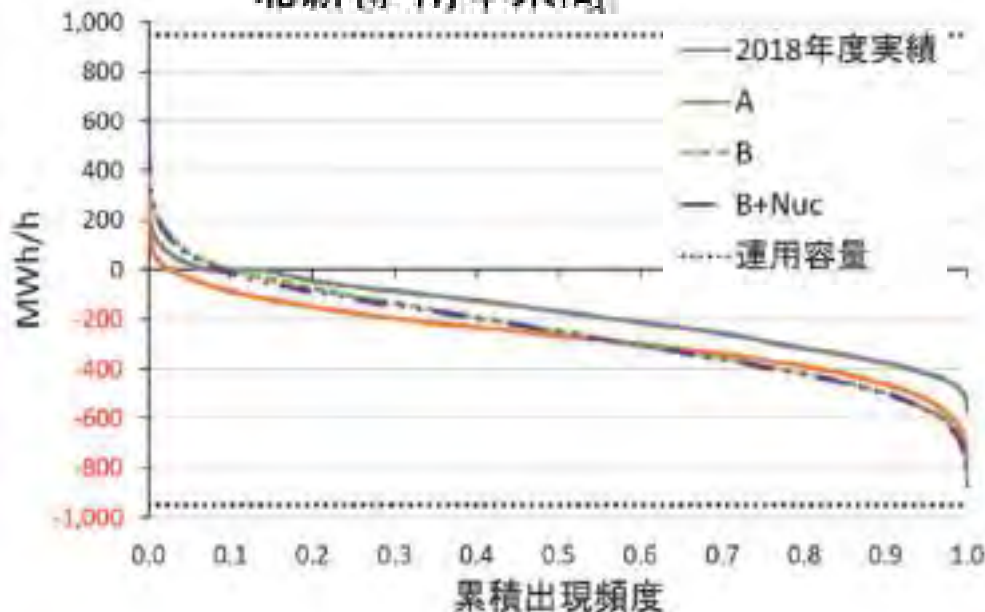




# 北海道における実潮流シミュレーション(IGES)

北海道の27.5万V以上の全ての基幹送電線を対象として、8760時間の年間の実している。なお、27.5万V未満の送配電線には混雑がないとして計算している。

## 北新得-南早来間



シナリオ	風力発電出力抑制率	太陽光発電出力抑制率
石炭ベースロード(原 発なし) A1	4.8%	21.2%
メリットオーダー(原 発なし) B1	0.01%	0.27%
メリットオーダー(原 発あり) B1+Nuc	0.08%	5.7%

(出所) 欧米の電力システム改革からの示唆  
内藤克彦(2020/12) を加工



・再エネの大量導入ケースの設定は、本シミュレーションが北海道内に限定されるシミュレーションであることから、北海道内の需要規模(最小2,457GW~最大5,422GW)と比較して相当程度大きな量となる導入量として、

風力: 1,950MW(2019年実績の4.3倍)  
環境省ポテンシャル(風速8.5m/s以上適地)の1/4、  
太陽光: 1,855MW(2019実績の1.2倍)  
環境省ポテンシャルレベル1)の1/4  
合計 3,805MWの再エネ導入を想定している。

・メリットオーダーによる経済的なディスパッチを行うと、再エネの出力抑制比率は、風力は0.01%となり、ほとんど出力抑制を必要としないことがわかる。

・「空き容量なし」の区間とされている北新得-南早来間においても、南早来から北新得方向への送電量が運用容量に近づくのは年間で一瞬の間だけであることがわかる。

# 北電ネットワークの試算

道内風力発電 100万kw導入なら

## 出力制御約4割に

### 北電ネット試算

北海道電力ネットワークは11日、道内の風力発電を100万kw新たに導入した場合、年間発電量のうち38%を出力制御しなければならぬとの試算を公表した。制御率は他電力と比べて突出。同社は理由として、道内は電力需要が減少傾向にあるほか、本州と電力を融通する北本連系線（容量90万kw）が細いことを挙げる。政府は2050年の脱炭素社会実現に向け北海道などで洋上風力を拡大する方針だが、風力発電事業者からは「これほど制御されたら、とても投資できない」と困惑の声が上がる。

（佐々木馨斗）

### 事業者「投資できぬ」

同日開かれた経済産業省の審議会で報告した。北電

は昨年、120万kwを導入した場合の出力制御率を6

・8%と公表している。制御率の急激な伸びに、審議会委員からは「再生エネ事業者の投資意欲に悪影響を与える驚きの数字だ。再生エネ導入に消極的との印象を与えかねない」（松村敏弘・東大社会科学研究所教授）と批判が起きた。

ることを条件にしている。8年以上停止している泊原発（後志管内泊村）1〜3号機、計207万kwが稼働していることも前提だ。同様に100万kwの導入量で試算している北陸電力の出力制御率は2・3%、中国電力は3・1%、九州電力は1%だった。北電ネットワークは制御率が跳ね上がった要因について「道内の電力需要が下がり、再生エネの受け皿が小さくなったため」などと説明するが、電力需要がどれくらい下がったのか明確なデータは示さなかった。

道内は洋上風力など再生エネの有望地だけに、関係者の受け止めは厳しい。石狩湾沖で大規模洋上風力を計画する再生エネ発電大手は「こんなに高い出力制御率では事業の見通しが全く立たない。どうしたらこのような数字になるのか、情報公開を徹底してほしい」と注文した。道東で風力発電を手がける再生エネ事業者幹部は「再生エネには消極的で、原発再稼働には積極的というアピールにしか見えない」と話した。

電力各社の風力発電の出力制御率

電力会社	導入量(万kw)	出力制御率(%)
北海道	100	38
東北	150	4.4
北陸	100	2.3
中国	100	3.1
四国	90	0
九州	100	1

※出力制御率はいずれも地域間連系線を100%活用した場合。東京、中部、関西、沖縄の各社は試算していない。

## (5-2) シミュレーションの開示と損失補償制度の導入(透明性、予見性)

- ノンファーム方式の課題は出力抑制(の予測)による事業(予見)性への懸念。抑制率が年間3~4%であれば、事業性への影響も大きくなく、金融機関も容認できるものと思料。
- TSOは、少なくとも制度開始後当面は、予測を公表すべきである。「試算に要するデータは公表されており発電事業者自ら試算すべき」という整理になっているが、ソフト開発やコンサル事業者等のノウハウが蓄積されるまでの間は、TSOは公表すべきと考える。
- 損失補償制度の導入：千葉方面、北海道の試算から実際(実潮流)の混在率は高くないと想定される(ドイツは平均2~3%)。しかし、出力抑制が保守的に見込まれると貸し渋りが生じる。出力抑制による損失が補償されれば、貸し渋り対策となるが、一方で損失は余り発生しない。ドイツでは再エネ・コジェネに係る出力抑制による損失の95%は補償される。

## (5-3) 混雑管理：早期のメリットオーダー方式導入（効率性、透明性）

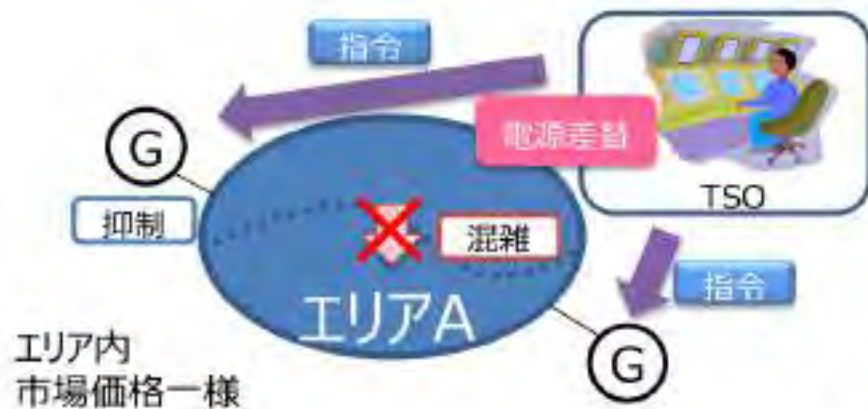
- ・混雑管理方法であるが、市場機能を活用する「メリットオーダー方式」採用が決まっている。広域機関の勉強会では「将来的にはノードル方式あるいはゾーン方式を目指すが、システム変更等に時間を要することから当面はTSO主導の「再給電方式」の方向で議論されている。
- ・混雑が生じる場合は、当該エリアの電源を抑制（出減）し他のエリアの電源を増して混雑を解消するが、これは再給電（Re-Dispatch）と称され、規制時代から中央給電指令所が設備に指令する一般的な手法である。
- ・市場主導の「メリットオーダー方式」は市場で選ばれた低コスト電源から順にスケジュール化される方式であり、混雑が生じる場合の抑制順番ともなる。（現行の）ゾーンをさらに細かく分けることで価格差が明示され、立地コストのシグナルとしても機能する。
- ・当面「TSO主導再給電」を採用する方向となり、抑制順番を予め電源種毎に決めるとしている。最大の問題はメリットオーダーではない（保証がない）こと。そこから以下の課題が派生する。
  - ・市場機能導入が遅れる
  - ・TSOの恣意性が入り込む
  - ・実潮流シミュレーションへの影響
  - ・TSOの技術革新意欲を抑制する
- ・委員会等で東電PGは早期に市場主導方式に移行すべきとして、混雑が限定的な当面はゾーン方式とし、並行して混雑の状況を見ながらノードル方式への移行を検討することを提案している。同社は先行してノンファーム型試行を実施。2021年度全国展開に他社が間に合わなくとも、同社をその枠に収める理由はない。**MO方式の試行を提案**したい。さらに、**系統運用にも「トップランナー方式」**を設けてはどうか。ノンファーム試行の際も、広域機関の検討に時間を要した広域機関の承認が必要との整理になり、TSO個社の自由度がかなり制約を受けた。なお。広域機関の混雑管理勉強会には同社は入っていない。



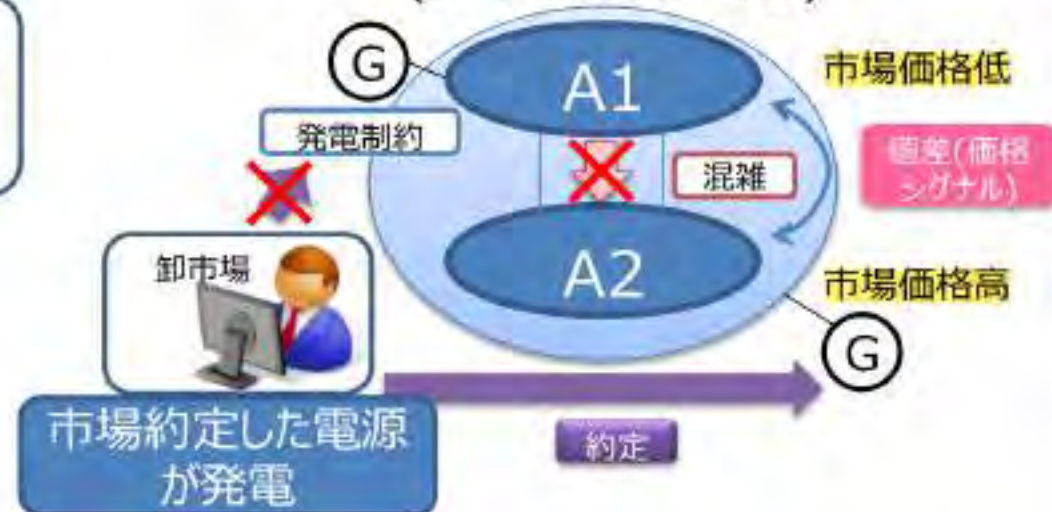
# 混雑管理方式

- 混雑解消実施主体は卸電力市場の閉場(GC:ゲートクローズ)前後で異なる  
GC前：系統利用者(BG:バランスグループ)、GC後：TSO
- BG・TSOがそれぞれの役割を果たすことでメリットオーダーを達成できる設計が必要
- 出力調整の公平性・透明性確保の観点から、欧米では原則②間接オークションとし、①再給電方式は補完的(GC後/市場利用不可の時)な位置づけ

## ①再給電方式



## ②間接オークション方式 (ゾーンまたはノードル)



(資料) 第4回 再エネ大量導入時代における政策課題に関する研究会(2017.6.20)  
(出所) 東京電力ホールディングス株(京大再エネ講座シンポジウム12/15/2020)

# 第3回 広域連系システムのマスタープラン及びシステム利用ルールの在り方等に関する検討委員会(10/22/2020) 議事録

(岡本オブザーバー)

もう一度頭の中を整理させて頂くと、需給調整上、バランシンググループとTSOの役割、責任分担というものがあり、今であればゲートクローズ前の調整というのは市場等を活用してバランシンググループ側で調整されており、ゲートクローズ後は調整力を活用してTSOが需給調整している。仮に混雑ということで実需給断面であれば再給電する、今でもシステムの事故により運用容量が低下したような場合にはそのような事が行われていると思っており、今回の論点になっているのはその前の段階、いわゆるゲートクローズ前にこの限られた送電容量をどのように割り当てるかという問題を議論されていると理解している。

そこで2点申し上げるが、1点目は-----現状、市場において限られた容量を出来るだけメリットオーダーで割り当てつつ、更に価格シグナルや公平性、透明性を担保しなければならないという事から考えて、地域間連系線を間接オークションで市場を活用したらそのような事が行われていると理解している。当面、地内での混雑箇所については、私ども東京エリアではノンファームの試行を基幹系統でさせて頂いているが、恐らく当面、限定的な箇所であると思っており、そういう意味では地内系統においても地域間連系線と同様にエリアを混雑箇所分割してゾーン制で間接オークションで割り当てると言うのが早いのではないかと思っており、混雑箇所の分割が難しい場合には個別に検討をしてはどうかと考えている。それから将来的に混雑箇所が本当に増加してくるという事であれば、そこを上手く考えてノーダル制の検討も今後並行して進めるという事で、出来るだけ早く市場主導型に移行すべきではないかと思う。

それからもう一つは TSO とバランシンググループの市場の分担と言う所で、仮に TSO 主導型と書かれているものを見ると、JEPX とは別にメリットオーダーで TSO が割り当てを行うという事になるが、スポット市場後のため、ある種の混雑調整市場のようなものをその都度 TSO がやる事になり、これがスポットと並列する事になり、基本そのスポット側では混雑が無いと言う前提で価格が出るので価格シグナルが無いという事が課題ではないかと思う。

それからもう一つは、混雑調整市場で調整した結果として発生する混雑の調整コストは、小売事業者を通してお客様の負担が増加する事になる。これは混雑の原因者が混雑料金を負担されないがゆえにそのようなお客様負担増に繋がり兼ねないという事が課題と考える。それから JEPX の市場と混雑調整市場的なものとの間で、意図的な混雑をゲートクローズ前に発生させておいて混雑調整市場で利益を得るというような事が実際の海外の市場でも起きていた事例があったかと思うので、そのような課題があると思っており、極力早く市場主導型に移行という事を考えるべきではないかと考えている。



# 6. 再エネ出力抑制上限ルールの導入(透明性)

## -有効利用と増強の目安-

- マスタープランでは、増強投資を決める際に、有効利用をも踏まて、費用便益分析(CBA)による判断としている。一方、TSOの目線になると思われるが、増強費用と混雑管費用との比較になる。
- 両者は基本的に一致するのであろうが、TSO目線と政策目線ではずれが生じる可能性があり、TSO(の資質)によっても異なるであろう。
- また、出力抑制の程度が再エネ投資にどのような影響を及ぼすのかは非常に重要である。予見性を高める意味でも抑制率と増強の関係を示した方がいいと考えられる。
- EUでは、規則により再エネ抑制率は5%以内とされており、抑制による損失の95%まで保証、5%を増強の目安としている。再エネ事業者も4%程度なら何とか事業性が見込めるという感触である。
- 損失補償制度は是非導入すべきである(前述)。あわせて投資予見性を高めるために、再エネ抑制率の上限値を定めることを提案したい。

## 7. 広域機関の在り方について(中立性、透明性)

- 広域機関は、送電事業者の聯合会的な組織であり、発電事業からも小売り事業からも完全に中立であり、透明性を有していなければならない。
- 広域機関は、未だに中立性に疑義があるような行為がみられ、これまで述べてきた系統問題の多くはここに由来すると言っても過言ではない。
- 象徴的な事件は、「容量市場制度」である。4～5年かけて議論していたが、結局極端に既存発電事業者よりの設計となった。
- 運用・接続ルール見直しが緩慢・小出しで、空き容量ゼロ問題の抜本解決を事実上放置してきたといえる。東電PGが提案するノンファーム型接続の整理に長時間を要し、混雑管理ルールの議論もメリットオーダー方式を事実上先送りしようとしている。
- また効率性、中立性を担保するために価格メカニズムに基づくディスパッチ、送電線割り当てが自由化時代の基本となるが、その認識が乏しい。FIT電源の調整、混雑管理について卸取引市場の利用よりもTSOの給電指令を前提と考える。これは、中立性の疑義と相まって、新規参入の障壁となりうる。
- 今年度より法的分離が実施されたところであり、広域機関は組織を見直すべきである。出向者禁止・ノーリターンの基本原則、持ち株会社からの受入れ限定、市場運営が分る人材確保等を提案する。日本では市場と系統とが分る人材が稀有で、海外からスカウトすることも真剣に検討すべき。

# 広域機関とISO/RTO

## ISOの基本原則

1. ISOのガバナンスは、公正かつ非差別的な方法でなければならない。そのため、ISOは、個々の市場参加者から独立している必要がある。ISOのガバナンスのルールは、あらゆるクラスの参加者による意思決定への影響力の出現、行使を防止する必要がある。
2. ISOおよびその従業員は、電力市場参加者の経済的パフォーマンスに利害関係があってはならない。ISOは、厳格な利益相反の基準を採用し、施行する必要がある。ISOの従業員は、市場参加者から経済的に独立している必要がある。独立性を確保するために、厳格な利益相反の基準を採用して施行する必要がある。
3. ISOは、すべてのユーザーが送電システムおよびISOの管理下にあるすべてのサービスに差別なくアクセスできるようにする責任がある。

## 広域機関とISO/RTOとの比較

		電力広域的運営推進機関	ISO, RTO
任務	送電管理	会社間連携線	ISO間連携線、ISO内送電線
	送電計画	広域送電計画	送電計画、広域送電計画
	規則制定	運営細則	運営細則
中立性	ガバナンス	市場参加者の議決権	市場参加者の影響力排除
	従業員	市場参加者の出向者	利害関係の利益相反基準
	情報	一般的な守秘義務	市場参加者へ内部情報非開示

## 8. 送電事業者(TSO)の在り方について(中立性、透明性)

- 送電事業者(TSO)は、2020年度より法的分離が実施され、その行為が注目される。
- しかし系統運用、ノンファーム、混雑管理、容量市場等において垣間見えるスタンスは、完全中立の意識があるのか疑問なしとはしない。広域機関はTSOの集合体といえる。
- TSOは早期に所有権分離に移行すべきであるが、まずは持ち株会社制度の義務付けを提案したい。
- 運用に関しては、以下の点を早急に実施すべき。
  - 広域の実潮流による運営: 特に、北海道、東北の風力等資源を需要地に持ってくるために不可欠。
  - ドイツのTSO4社は連系線・地内線を含めて広域の潮流計算を日々、連携して実施しているが日本のTSOも同様の体制を早急に築くべき。 特に、膨大な再エネ資源を抱える一方で空き容量ゼロエリアが多い 東日本のTSO3社は、喫緊の課題と認識すべき。
- また、実潮流運用等ソフト面での遅れは際立っており、先着優先ルールとともに、見かけの容量不足の主因となっている。一方、東電PGのように欧米のTSOに伍する能力を有する事業者も存在することから、運用に係る「トップランナー方式」の導入を提案する。過疎地のネットワーク維持をも踏まえ、共同運用や統合も視野に入れるべきである。



# 参考文献

2020年3月

2018年12月

2020年9月



## 【日本の電力改革・再エネ主力化をどう実現する】

- 2020年はじめに - 2020年代は再生可能エネルギーの時代 -
- 第1章 2020年のもつ意義
  - 第2章 日本のエネルギー情勢 - 2020年発動のパリ協定が再エネ主力化を迫る
  - 第3章 再エネ調達を意識する産業界 - 加速するRE100などへの加入 -
  - 第4章 前途多難な和製電力市場 - 価値ごとに整備される「市場」 -
  - 第5章 白熱する洋上風力開発 - 地域指定競争は政策を動かすか -
  - 第6章 FITからFIPへ - ドイツ10年間の経験に学ぶ -
  - 第7章 迷走する日本のFIT見直し - FITに留まるも地獄、FIPに進むも地獄 -
  - 第8章 送電事業分離が促すネットワーク革新 - 東電PG方式の登場と衝撃 -
- 終わりに - 再エネ主力化対策「短観」：肝心の支援策がネガティブ -

## 【日本の電力ネットワーク革命】

- 第1章 次世代電力ネットワークとは① 接続・運用・整備のルール改正
- 第2章 次世代電力ネットワークとは② 資金調達力を確保しつつ効率化実現
- 第3章 次世代電力ネットワークとは③ 分散型システムとレジリエンス
- 第4章 北海道での再エネ開発が動かすネットワーク改革
- 第5章 東北での再エネ開発が動かすネットワーク改革
- 第6章 東電PGが提案・実践する欧米型システム運用
- 第7章 梶山経産大臣発言の衝撃と意義

# 参 考 文 献

2018年3月



2020年9月



2020年12月18日



2019年6月





ご清聴、  
ありがとうございました。

質疑応答